

Значения углов падения структурных элементов пласта значительно превышают углы падения по данным сейсморазведки 3Д.

Направление падения структурных элементов совпадает с общим направлением падения структуры, реже метод отражает направления падения только в пределах сечения скважины.

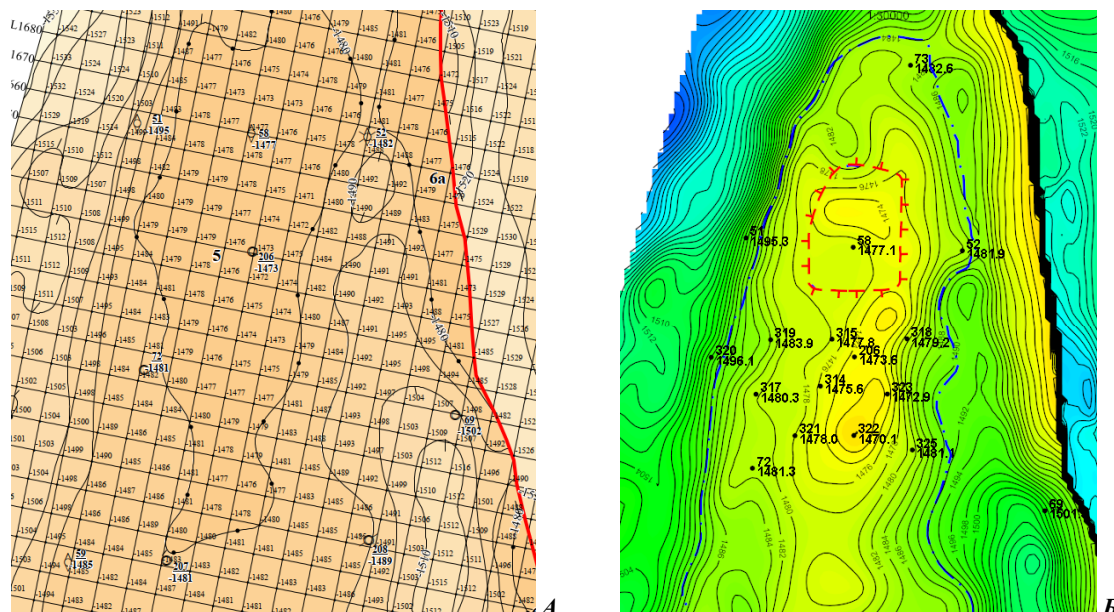


Рис. 3 Фрагмент структурной карты по кровле пласта Т Стретенского месторождения:
А – по состоянию на 01.01.2014 г.; Б – на 01.01.2018 г.

По результатам интерпретации данных ЭМС также удалось определить направление стресса горных пород, выявить наличие проводящих трещин, что очень важно при цементировании скважины, вторичном вскрытии эксплуатационной колонны, интенсификации добычи.

Литература

1. Губина А.И. Решение задач определения структурного наклона и азимута падения пластов, оценки трещиноватости коллекторов с помощью электрического микросканирования скважин / А.И. Губина, П.Н. Гуляев, Е.В. Соснина. – Сфера нефть и газ, 2013. – № 3. – С. 56 – 59.
2. Мартынова В.Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / Под общей ред. В.Г.Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – С. 31, 401 – 406.
3. Рахматуллина А.Р. Некоторые результаты использования электрического имиджера в ООО «ТНГ-Групп» / А.Р. Рахматуллина, В.С. Дубровский, Р.Н. Абдуллин. – Научно-технический журнал Георесурсы, 2012. – №3. – С. 61 – 63.

ОСОБЕННОСТИ ГРУППОВОГО И ИНДИВИДУАЛЬНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ ПАЛЕОЗОЯ И ЮРЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.В. Чекменёва

Научный руководитель доцент Е.В. Ларионова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геохимические методы исследования органического вещества и флюидов получили широкое применение для решения практических задач в области поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Керн, а также пластовые флюиды несут прямую информацию о свойствах и природе исследуемых объектов.

Геохимические методы исследования позволяют решать такие важнейшие задачи как поиск нефтематеринских пород и генетическая типизация нефтей [1, 2]. Однако в последнее время наибольший прикладной интерес исследователей привлекают методы резервуарной геохимии. В этом случае объектами исследований являются скважина, залежь, месторождение.

Геохимия резервуара позволяет решать следующие задачи:

1. Уточнение геологического строения, т.е. наличие изолированных блоков, участков, гидродинамически не связанных друг с другом;
2. Уточнение условий формирования залежи;
3. Обоснование дифференциации состава и свойств пластовых флюидов в пределах залежей;
4. Определение наличия или отсутствия межпластовых перетоков;

5. Раздельный учёт продукции при совместной эксплуатации пластов.

Основными методами геохимических исследований являются: разделение нефтей на фракции методом жидкостно-адсорбционной хроматографии, хроматографический анализ нефтей, биомаркерный анализ, изотопный состав углерода нефтей и их хроматографических фракций. Так как ни один метод в отдельности не способен решить поставленной задачи, исследователи используют несколько методов, дополняющих друг друга.

Объектом исследования работы являются нефти палеозоя и юры Томской области. Выделяются три типа нефтей юго-востока Западной Сибири в зависимости от генерирующей их нефтематеринской породы. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием их разного молекулярного и группового состава.

Первый тип – баженовский, наиболее распространенный по Западной Сибири и наиболее изученный. Второй тип – тогурский, нефти этого типа относятся к очень легким, формирование их проходило в окислительных условиях осадконакопления. Третий тип – палеозойский, к нефтям палеозойского типа были отнесены нефти, генерированные морскими НМП палеозойского возраста, ОВ которых накапливалось в восстановительных условиях и достигло высокой степени термической преобразованности [3].

В рамках данной работы было проанализировано 22 нефти из пласта М (палеозойские) и 8 юрских нефтей: 6 из пласта Ю₁₅ и 2 из пласта Ю₇.

В таблице приведены результаты группового состава исследуемых нефтей, а именно содержание парафино-нафтенной, ароматической, смолистой и асфальтеновой фракций.

Таблица

Результаты группового содержания фракций в образцах нефти

№ п/п	Шифр пробы	Пласт	Парафино-нафтенная фракция, %	Ароматическая фракция, %	Смолы, %	Асфальтены, %
1	1-1	М	55,83	22,61	18,37	2,37
2	2-1	М	58,02	22,77	16,03	2,29
3	4-1	М	52,18	25,50	18,46	2,86
4	5-1	М	52,23	18,13	13,67	10,90
5	10-1	М	57,23	21,87	18,83	1,64
6	11-1	М	55,07	24,66	13,62	4,84
7	14-1	М	54,34	27,80	14,85	1,99
8	18-1	М	54,51	27,45	15,72	1,79
9	21-1	М	53,99	29,20	14,88	1,38
10	22-1	М	57,19	26,98	13,55	1,80
11	23-1	М	54,95	27,03	14,80	2,56
12	24-1	М	57,36	25,67	14,31	2,06
13	38-1	М	57,92	23,46	14,52	3,31
14	40-1	М	48,35	27,73	20,97	2,01
15	43-1	М	51,47	26,80	17,81	2,88
16	45-1	М	52,80	22,82	19,69	3,32
17	46-1	М	57,17	25,74	12,66	2,80
18	47-1	М	62,71	21,42	13,56	1,52
19	53-1	М	60,23	20,47	17,36	1,47
20	58-1	М	52,92	21,85	19,27	4,43
21	4-2	М	67,79	21,64	9,06	1,00
22	6-2	М	68,53	19,90	9,88	1,13
23	12-1	Ю ₁₅	88,71	8,40	1,93	0,22
24	9-1	Ю ₁₅	88,13	9,09	2,62	0,06
25	17-1	Ю ₁₅	92,60	5,58	1,65	0,06
26	52-1	Ю ₁₅	70,10	20,15	8,67	0,42
27	56-1	Ю ₁₅	57,55	21,73	13,38	5,60
28	57-1	Ю ₁₅	63,96	22,02	10,09	1,31
29	13-1	Ю ₇	85,98	10,31	2,85	0,23
30	63-1	Ю ₇	88,31	9,21	2,30	0,08

Как видно из таблицы, групповой состав проанализированных нефтей значительно изменяется для разных пластов. Содержание парафинонафтенной фракции изменяется для пласта М от 48,35 до 68,53 %. Что касается этой же фракции для нефтей из пластов Ю₇ и Ю₁₅, содержание варьируется от 57,55 до 92,60 %.

Для лучшей наглядности результаты группового состава были нанесены на тройную диаграмму (рис.). Из полученной диаграммы можно отметить, что нефти из юрских отложений отделяются по содержанию насыщенной фракции, смол и асфальтенов. На диаграмме выделяются две области юрских и палеозойских нефтей.

Но при ближайшем рассмотрении оказалось, что 3 скважины из пласта Ю₁₅ попадают в область пласта М, а именно: 26, 27, 28. Такое несоответствие в групповом составе этих нефтей может быть вызвано различными причинами: межпластовые перетоки, некачественное цементирование пластов, совместная эксплуатация пластов и т.д.

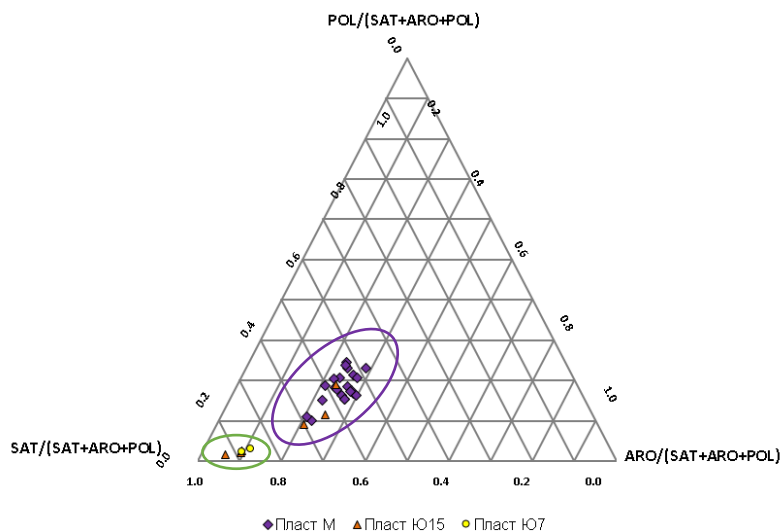


Рис. 1 Диаграмма распределения группового состава нефтей юры и палеозоя

Чтобы ответить на этот вопрос необходимо проанализировать дела скважин и выполнить дополнительные исследования нефтей (определить их молекулярный и изотопный состав).

Таким образом, по результатам проведенной работы показана возможность разделять нефти по генетическим типам на основе группового состава.

Литература

1. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин и др. // Нефтяное хозяйство, 2012. – №11. – С. 8 – 13.
2. И.В. Гончаров, Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Химия нефти и газа: Материалы V международной конференции. – Томск: Изд-во института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 10 – 13.
3. Фадеева С.В. Генетические типы и катагенез нефтей юго-востока Западной Сибири: дис. кандид. геол.-минерал. наук. – Томск, 2013. – 196 с.

БИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПРИ ПРЯМЫХ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА: МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ

П.Н. Шишина, Т.Л. Бабич, Т.Н. Назина, Е.Н. Полудеткина,
Г.Г. Ахманов, М.А. Большакова

Научный руководитель старший научный сотрудник М.А. Большакова
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

Поиск месторождений углеводородного сырья является актуальной задачей на протяжении долгого времени. Существуют различные подходы к оценке перспективности на углеводородные флюиды той или иной территории. В настоящее время для этой цели применяются геофизические методы, однако и прямые методы поиска месторождений нефти и газа не утратили своей актуальности. Как правило, при поисковой съемке используется комплекс геохимических исследований: изучение молекулярного и изотопного состава приповерхностных газов, экстрактов из подпочвенных пород, применение специальных селективных сорбентов природных углеводородов. Помимо комплекса геохимических исследований (как дополнение) может применяться и микробиологический метод поиска месторождений углеводородов. Теоретической основой для биогеохимических поисков нефти и газа является представление о наличии миграции углеводородных газов и паров от залежи к земной поверхности. Изучая состав подпочвенных газов и битумоидов, можно зафиксировать наличие миграционных углеводородных компонентов, а изучая почвенное микробиоразнообразие, мы можем зафиксировать увеличение количества микроорганизмов, потребляющих углеводороды над залежью.

Микробиологический подход был предложен давно, еще в 1953 году была опубликована книга Г.А. Могилевского «Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей», но сегодня в России этот метод практически не применяется хотя в зарубежных странах входит в стандартный комплекс прямых геохимических методов поиска [2, 3].

Целью работы было на полигоне над доказанным нефтяным месторождением отработать методику и продемонстрировать работоспособность микробиологического метода поверхностной съемки для поиска нефти и/или газа.

Для достижения цели требовалось решить следующие задачи:

- изучить литературу по биогеохимическому методу поиска залежей углеводородных флюидов;